

**MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
DISPAC (DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO)**

SANDRA SOMALIA SANCHEZ ASPRILLA

Modalidad del trabajo de Grado

Trabajo de investigación formativa: Monografía

**FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA
2018**

**MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
DISPAC (DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO)**

SANDRA SOMALIA SANCHEZ ASPRILLA

Modalidad del trabajo de Grado

Trabajo de investigación formativa: Monografía

**FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA
2018**

Dedicatorias

Este trabajo está dedicado a:

Mis padres por ser mi apoyo en cada paso que doy. Por esas palabras de aliento y fortaleza que han ofreciendo cuando más lo he necesitado, por el amor incondicional y por toda la paciencia que me han tenido en todo mi existir. A mis hijos porque son mi fortaleza y mi motivación, a mi esposo por que ha sido apoyo, confidente y amigo y por todo el amor, comprensión y paciencia que ha tenido para conmigo. A mis hermanos porque a pesar de las diferencias siempre estamos unidas y siempre me brindan su amistad.

Agradecimientos

A toda mi familia por ayudarme a hacer realidad este sueño el cual se tornó difícil en muchos momentos. A los docentes que han dejado cada granito en mi vida logrando ser la persona que soy y a mis compañeros durante estos años.

De manera especial al Ingeniero Ricardo Alberto Hincapié Isaza, director de este trabajo, infinitas gracias por su paciencia, comprensión y apoyo en la realización de este trabajo. Muchas gracias por que más que ayudar a una alumna, ayudó a toda mi familia a cumplir sus sueños.

Y en general, a todas las personas que hicieron parte de mi formación académica y personal.

Contenido

1. Introducción.....	7
2. Resumen	9
3. Definiciones Generales	10
4. Subestaciones Eléctricas	16
4.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas.....	16
4.2 Tipos de Subestaciones Eléctricas según el Nivel de Tensión.....	16
4.3 Tipos de Subestaciones Eléctricas según configuración en Barras	17
4.4 Tipos de Subestaciones Eléctricas según su Función	17
4.5 Tipos de Subestaciones Eléctricas según su Desempeño.....	18
5. Tipos de Mantenimiento en Subestaciones.....	20
5.1 Mantenimiento Preventivo en Subestaciones.	21
5.2 Mantenimiento Predictivo en Subestaciones	26
5.3 Mantenimiento Correctivo en Subestaciones	28
5.4 Mantenimiento Locativo en Subestaciones	29
5.5 Periodicidad en el Mantenimiento en Subestaciones.....	30
6. Descripción del Centro de Supervisión y Maniobras (C.S.M).....	31
6.1 Atención de Fallas en el C.S.M.....	33
6.2 Maniobras en uno o varios enlaces a 115 kV	33
6.3 Maniobras en interruptor de Circuito 13.2 kV	35
6.4 Apertura de un interruptor de entrada a condensadores 13.2 kV.....	36
6.5 Apertura de un interruptor de entrada a la barra 13.2 kV de una subestación ocasionado por un circuito 13.2 kV	37
6.6 Apertura del interruptor de acople de barras 13.2 kV en la Subestación Quibdó	37
6.7 Apertura del interruptor 115 kV de bahía de transformador en Cértegui, Istmina o El Siete	40
6.8 Apertura del interruptor de la bahía de línea a 115 kV Bolombolo – Barroso, Barroso – Bolombolo o Barroso – el Siete	42

7. Funciones del Ingeniero Supervisor del Centro de Control y Maniobras.....	44
8. Funciones del Operador del Centro de Control y Maniobras.....	45
9. Cambio de Turno.....	48
9.1 formalidades del cambio de turno	49
9.2 Responsabilidades del Operador que Entrega el Turno	49
9.3 Responsabilidades del Operador que Recibe el Turno.....	50
10. Consignaciones.....	51
11 Tipos de Mantenimiento en Redes Eléctricas	52
11.1 Mantenimiento Preventivo en Redes	53
11.2 Mantenimiento Predictivo en Redes.....	54
11.3 Mantenimiento Correctivo	54
12 Procedimientos Operativos en Redes Eléctricas.....	56
12.1 Cambio o instalación de fusibles.....	57
12.2 Cambio o instalación de Pararrayos y/o cajas Cortacircuitos	57
12.3 Cambio de Aisladores en Media y Baja Tensión.....	58
12.4 Cambio o Instalación de Transformador	59
12.5 Montaje de estructuras en Media y Baja Tensión	59
12.6 Instalación de Retenidas (Vientos) en Alta, Media y Baja Tensión	60
12.7 Tensionado de líneas en Alta, Media y Baja Tensión	62
12.8 Procedimiento Cambio de bajantes de baja tensión.	63
12.9 Instalación de Estribos en Baja Tensión	64
12.10 Balanceo de Cargas.....	64
12.11 Hincada, plomado o alineado de postes	65
12.12 Toma o registro de información de Transformadores.	66
13 Procesos de Maniobra	67
14 Protocolo de Seguridad para el Mantenimiento y Reposición de Redes Eléctricas en DIPAC.....	68
15 Conclusión.....	70
15 Referencias	71

1. Introducción

Las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en Colombia, considerando el grado del riesgo y el cumplimiento regulatorio, tienen a bien realizar un manual de operaciones en la que se unifican criterios de manejo y operación y se describe la información necesaria para realizar tareas operativas y administrativas para así evitar irregularidades en la misión.

En este documento se determina la responsabilidad de cada participante y se identifican los mecanismos paso a paso para responder con seguridad ante cualquier evento que se pueda presentar.

Este será fuente importante para la toma de decisiones e interpretación de los eventos relacionados con fallas en los circuitos de transmisión, subtransmisión y distribución, así como para la correcta aplicación de los procesos de distribución de energía eléctrica con calidad, continuidad y confiabilidad.

La razón principal de este documento es orientar a los operadores (de subestaciones y del Centro de Supervisión y Maniobras CSM de DISPAC S.A. ESP) y linieros u operarios de redes en los diferentes niveles de tensión, sobre las metodologías operativas de mayor relevancia consistentes en el planeamiento y supervisión de la operación.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, en la resolución CREG 070 de 1998, artículo “5.5.1 Información sobre procedimientos operativos – manual de operación” expedida en mayo 28 de 1998, y por ende vigente desde tal fecha, indica que el Consejo Nacional de Operación-CNO “a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución, determinará un Manual de Operación Tipo para que se aplique en todas las empresas”.

En el mismo artículo la CREG indica que “los OR’s tendrán un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de dicha resolución para expedir el Manual de Operación de su Sistema, el cual será de conocimiento público”.

La exigencia regulatoria es que “Dicho Manual deberá contener, como mínimo, los procedimientos operativos detallados en materia de: coordinación, supervisión y control del Sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR’s y/o SDL’s.

De acuerdo con las exigencias de la CREG en esta resolución, en mayo 06 de 2003, DISPAC S.A. ESP. Formuló su primera versión del “MANUAL DE OPERACIÓN SECH”, que mantuvo vigencia hasta iniciarse el Proyecto de

Mejoramiento de Subestaciones DISPAC S.A. ESP aproximadamente en el año 2006. Desde entonces se hace necesario actualizarlo periódicamente para hacerlo corresponder con las nuevas exigencias regulatorias, operativas y tecnológicas. Dentro de las obligaciones del manual de operaciones y maniobras se debe ser coherente con los indicadores de calidad para que todos los procedimientos den respuesta a la mejor práctica en la toma de los registros de información lo cual es la fuente para el cálculo de los mismos.

Aunque la razón inicial para la elaboración de los manuales de operación y maniobras en Colombia sea el resultado del cumplimiento regulatorio o normativo expedida por la CREG; se busca que el objetivo principal sea la realización de una operación segura, confiable y continua en todos los activos pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional SIN, incluidos todos los activos a cargo de los OR's y los activos a cargo del CND.

Siendo consecuente con lo anterior, para DISPAC S.A. E.S.P., el objetivo principal de la elaboración del presente manual es que los operadores del Centro de Supervisión y Maniobras CSM y los operadores de las demás Subestaciones lleven a cabo una operación segura, cuidando la integridad las personas que intervienen y de los activos de la Empresa. De igual manera se espera que para el grupo de REDES, compuesto por supervisores y Técnicos Electricistas que actúan directamente sobre las redes, éste sea la fuente principal de consulta, con la que guiados por el Centro de Supervisión y Maniobras CSM puedan llevar con seguridad los mantenimientos.

2. Resumen

La Empresa DISPAC S.A E.S.P está localizada en el Departamento del Chocó al noroeste del país, en las regiones andina y Pacífico. Su cede principal se encuentra ubicada en la capital del Departamento, Municipio de Quibdó.

Su sistema eléctrico esta Interconectado al Sistema Nacional en dos extremos geográfico (por Medellín y por la Virginia).

Actualmente se considera la empresa más grande de la región, la cual genera más de 400 empleos directo e indirecto.

DISPAC tiene como actividad principal la Distribución y Comercialización de energía eléctrica rodeando con este servicio al 50% aproximadamente de los municipios de dicha región.

La mayor dificultad para la administración y operación del sistema eléctrico es el nivel ceráunico y las condiciones de ruralidad de la zona lo cual dificulta minimizar en gran medida los tiempos de respuesta y atención ante situaciones de fallas o falta del servicio en comparación a otras empresas del sector.

Por lo expuesto anteriormente y considerando que al pasar de los años se ha ido implementando nuevas tecnologías con el objetivo de mejorar La calidad del servicio, cumplir con las exigencias regulatorias y clasificase como una empresa competitiva en el mercado; se realiza este proyecto, encaminado a la elaboración de un plan de mantenimiento que permita facilitar la operación y garantizar la elaboración de un trabajo seguro.

3. Definiciones Generales

Consejo Nacional de Operación (CNO): Es el organismo encargado de definir los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

Centro Nacional de Despacho (CND): Es una dependencia de XM, llamados también “Expertos en Mercados” encargados de planear, supervisar y controlar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es quien se encarga de coordinar las maniobras de los equipos con los Centro Regionales de Despacho y/o Centros Locales de Distribución, con el fin de tener una operación segura, confiable.

Centro de Control: Se entiende como Centro de Control o Centro de Operaciones, como el sitio desde los cuales se efectúa el control de todo el sistema, el cual se realiza por medio de equipos y sistema entrelazados e interconectados.

Centro de Supervisión y Maniobras “CSM”: Responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y plantas de generación que se encuentren bajo su cobertura. Coordinando toda la operación y maniobras de las instalaciones conectadas a su SDL, bajo las instrucciones impartidas por el CND.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesta por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Distribución Local (SDL): Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones 3, 2, y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Confiabilidad: Es la probabilidad que un elemento eléctrico pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado; en otras palabras es la posibilidad de suplir cualquier ausencia que ocurra en el sistema durante determinado tiempo.

Disponible: Es la certeza de que un equipo o circuito sea operable en un tiempo dado y en cualquier momento pueda ser conectado al sistema.

Sistema de Potencia: Es el conjunto de redes de transmisión, subestaciones y elementos del área de jurisdicción, en los niveles de tensión 1, 2, 3, 4 y 5 atendido por plantas generadoras.

Áreas Operativas: Un área operativa comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema.

Agente Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora conectada al SIN.

Agente Comercializador: Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

Agente Operador de Red: Persona natural o jurídica encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento del STR y/o SDL. Son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos (ESP).

Campo o Bahía: Es el conjunto de equipos de potencia que al ser operados manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas) modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acopladores de barras, bancos de condensadores, etc.

Barraje (Barra) y/o salida Transformadores de Distribución: Es el conjunto de elementos (conductores, barras, conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de nodo de enlace de los campos de la subestación. Un barraje puede ser principal, de reserva o de transferencia.

Diagrama Unifilar: Diagrama simplificado que por medio de una sola línea y por símbolos normalizados, indica cómo se conectan los diferentes componentes de un sistema eléctrico.

Distancias de Seguridad: Distancias mínimas que deben ser mantenida entre partes energizadas y tierra.

En Servicio: Es una instalación que se encuentra con tensión en sus dos extremos y transporta energía.

Energizar un Elemento: Energizar un elemento es ponerlo bajo tensión desde alguna fuente eléctrica ya sea de corriente alterna o directa.

Equipos de Maniobra: Son los equipos eléctricos de potencia (interruptores, seccionadores de barras, seccionadores de línea y seccionadores de puesta a

tierra), que, al ser operados, conectan o desconectan los campos en la subestación.

Equipo de Macromedida: Equipos de instrumentación (CT's y PT's), cableado de conexión de potencia, cableado de señales, gabinete de medida y equipo de medida (Medidor) dispuesto sobre las redes de nivel de tensión 2 (13.2 kV) para la toma de lecturas de corriente y tensión.

Equipo Integrador de Medida: Equipos de instrumentación (CT's), cableado de conexión, cableado de señales, gabinete de medida y equipo de medida (Medidor) dispuesto en los barrajes de la red de Baja Tensión de los transformadores de distribución de nivel de tensión 1 (< 1 kV) para toma de lecturas de corriente y tensión en cada equipo de transformación. Lo anterior para en análisis de cargabilidad, análisis de pérdidas en equipos, entre otros análisis.

Circuito o Línea: Es el conjunto de torres, conductores, aisladores y demás accesorios que conectan dos subestaciones del sistema o las subestaciones de distribución con los usuarios finales (cargas).

Interruptor: Equipo eléctrico cuya función es operar (abrir o cerrar) el sistema bajo unos parámetros asignados para tal fin. Está diseñado para operar con carga.

Reconectador: Equipo eléctrico cuya función es operar (abrir o cerrar) bajo carga o con corrientes de falla y que con base en sus ajustes puede realizar recierre sobre la línea o circuito; basado en la configuración de parámetros para tal fin.

Seccionador: Equipo eléctrico cuya función es operar (abrir o cerrar). Está diseñado para operar sin carga. Normalmente está asociado a un interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente. Además, está conectado a un barraje o a un circuito.

Red de Baja Tensión: Es el conjunto de postes, cables, cajas borneras y conectores en un nivel de tensión inferior a 1 kV, propio de la red que atienden los transformadores de distribución.

Niveles de Tensión: Clasificación del sistema en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel IV: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV
- Nivel III: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV
- Nivel II: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV
- Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

Consola de Control o Estación de Control: Es el nombre que se da a la mesa y/o escritorio más los equipos de cómputo (hardware) que contienen el Sistema

Operativo de Control (Software) con el que se efectúa la Supervisión, Control y Maniobra de Equipos de un Sistema Eléctrico.

Elementos de Protección Personal: tienen como función principal proteger diferentes partes del cuerpo, para evitar que un trabajador tenga contacto directo con factores de riesgo que le pueden ocasionar una lesión o enfermedad.

Procedimiento de Consignaciones: Es el nombre dado a la rutina o proceso para dar cumplimiento a la verificación de solicitudes de desconexión de equipos, instalaciones y/o líneas para intervenciones programadas cuyo objeto sea el mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo.

Consignación de Equipos: Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o parte de ella para mantenimiento.

Consignación Nacional: Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o limitan la atención de la demanda.

Consignación Local: Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del Sistema de Distribución Local (SDL), cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de líneas de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SDL, o limitan la atención de la demanda local.

Mantenimiento forzado o por emergencia: Es el nombre dado al mantenimiento cuando ocurre un daño en un elemento del sistema que obliga a trabajar de inmediato sobre él.

Mantenimiento programado: Es el nombre dado al mantenimiento cuando se van a realizar trabajos en una línea, circuito o equipo que han sido planeados con anterioridad.

Sobretensión: Se define como el aumento súbito de tensión por encima del valor nominal de servicio.

Aislador: Dispositivo cuya función eléctrica es proveer el aislamiento para líneas y equipos; así mismo la retención mecánica de los conductores, cables o barrajes rígidos de la subestación. Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuitos y sismos que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

Apantallamiento: El apantallamiento consiste en proteger los equipos de la subestación contra descargas atmosféricas directas. Existe también

apantallamiento para cables subterráneos, que consiste en mantener el campo magnético en toda la superficie del conductor con el fin de evitar daños en el aislamiento.

Dispositivos Apantallamiento: el elemento más utilizado para apantallar líneas eléctricas es por medio del cable. El Cable de guarda está ubicado por encima de cualquier equipo a proteger y conectados a tierra.

Presenta algunas características tales como: Proteger el equipo a lo largo del cable, no requieren estructuras adicionales ya que se aprovechan las estructuras existentes requiriendo solamente de castilletes adicionales. No alteran estéticamente nada y Mejoran las condiciones de malla a tierra.

Evento: Situación que causa la indisponibilidad parcial o total del activo de uso de los STR o SDL.

OR: Operador de Red. Es quien se encarga de la planeación de la expansión, inversión, operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN.

Reglas de Oro: Consiste en una serie de pasos que se deben seguir al trabajar en elementos con condición de circuitos desenergizados, con el objetivo de evitar que sean energizados por accidente. Para ello se debe cumplir los siguientes requisitos:

- a. Efectuar el corte visible de todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores, de forma que se asegure la imposibilidad de su cierre intempestivo. En aquellos aparatos en que el corte no pueda ser visible, debe existir un dispositivo que garantice que el corte sea efectivo.
- b. Condenación o bloqueo, consiste retirar los portafusibles y señalizar el lugar indicando “No energizar” o “prohibido maniobrar”.
- c. Verificar ausencia de tensión, consiste en medir cada fase con un multímetro o detector de tensión, el cual debe probarse antes y después de cada utilización para verificar la indisponibilidad de la línea.
- d. Puesta a tierra, consiste en conectar el sistema de puesta a tierras o cortocircuitar todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo. Si al menos una fase no se conecta a tierra, se debe considerar toda la línea energizada.

Para adelantar un trabajo en equipos, se conecta primero a tierra y después a los conductores que van a ser puestos a tierra, para su desconexión se procede a la inversa.

e. Señalizar y delimitar la zona de trabajo, consiste señalar la zona de trabajo por medio de símbolos o carteles con mensajes para prevenir el riesgo de accidente.

4. Subestaciones Eléctricas

Es el conjunto de dispositivos eléctricos y mecánicos que se encuentran instalados en una infraestructura formando parte de un nodo eléctrico en el sistema de potencia, cuyo objetivo es maniobrar y transformar la energía eléctrica.

La empresa DISPAC cuenta con 7 subestaciones eléctricas con la cual surte del fluido eléctrico a 15 de los 30 municipios con los que cuenta el departamento del Chocó clasificadas así:

4.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas

Según clasificación por tipos indicadas en la Tabla 1, la empresa DISPAC cuenta con subestaciones tipo convención en patio, tipo postes (transformadores de distribución en el nivel 1) y encapsulada. Se considera que por las condiciones climatológicas no es muy utilizado el tipo subterránea.

La subestación tipo poste es la más empleada en esta zona, la cual se conforma por un transformador de distribución, con sus protecciones contra sobretensión (Descargadores de sobretensión DPS) y protección contra sobre corriente (cortacircuitos), y demás accesorios tales como apoyos, aisladores, herrajes, cables de conexión, etc.

Tabla1: Clasificación de subestación según su tipo

Tipos de Subestaciones Eléctricas
Convencional tipo patio
De distribución encapsulada
De transformador en pedestal
Subterránea
Tipo poste

4.2 Tipos de Subestaciones Eléctricas según el Nivel de Tensión

Aunque en Colombia existen muchos niveles de tensión, así como se muestra en la Tabla 2, es importante conocer los niveles de tensión de las subestaciones de DISPAC son de alta tensión ($V_n = 115\text{kV}$), de distribución ($V_n = 13.2\text{ kV}$) y baja tensión ($V_n < 1\text{kV}$).

Tabla 2: Clasificación subestación según el nivel de tensión

Según nivel de tensión	
De Ultra Alta tensión	$V_n > 800 \text{ kV}$
Extra Alta Tensión	$300 \text{ kV} < V_n < 550 \text{ kV}$
De Alta Tensión	$52 \text{ kV} < V_n < 300 \text{ kV}$
Distribución	$6.6 \text{ kV} < V_n < 44 \text{ kV}$
Baja Tensión	$V_n < 1 \text{ kV}$

4.3 Tipos de Subestaciones Eléctricas según configuración en Barras

De acuerdo a lo indicado en la Tabla 3, esta empresa cuenta con 5 subestaciones clasificadas de acuerdo a su configuración como De Barra Sencilla (Ubicadas en Quibdó, Cértegui, el Siete, San Miguel y Chaquí), 1 de Interruptor y Medio (ubicada en la Virginia) y 1 Bahía de transformación (ubicada en el municipio de Istmina).

Tabla 3: Clasificación subestación según configuración de barras

Según su configuración
De Barra Sencilla
De doble Barra
De doble Barra más By pass
Doble Barra más Seccionador de Transferencia
De doble Barra más Barra de Transferencia
Interruptor y Medio
En Anillo,
Doble Anillo
Pirámide.

4.4 Tipos de Subestaciones Eléctricas según su Función

En la actualidad y considerando la Tabla 4, la empresa DISPAC S.A. E.S.P según su función solo cuenta con subestaciones de Transformación en su sistema.

Tabla 4: Clasificación subestación según su función

Según su Función
De Generación
De Transformación
Mixta (Generación y Transformación)
De Compensación (Capacitiva Serie y Capacitiva Paralelo)

4.5 Tipos de Subestaciones Eléctricas según su Desempeño

Siguiendo las indicaciones de la Tabla 5 del anexo, el sistema eléctrico del Chocó cuenta con subestaciones de Reducción ya que todas las existentes transforman de un nivel de tensión mayor a uno inferior (de 230 a 115 kV, de 115 a 34.5 y/o 13.2).

Tabla 5: Clasificación Subestación según su función de desempeño

Por la función que desempeño
Elevadores (elevan la tensión)
Reductores (reducen la tensión)
De enlace para interconectar líneas
Rectificadores (convertir CA a CD)

La Distribuidora del Pacífico consta de:

- La Subestación El Siete: Subestación de barra sencilla con tensión máxima a 110kV y transformación a 13.2 para un circuito en la Minera.
- La Subestación Virginia: Subestación tipo interruptor y medio con transformación de 230 kV a 115 kV. Es considerada como fuente de respaldo para el SDL del Chocó.
- La Subestación Huapango: Subestación barra sencilla, dispone la mayor capacidad instalada del departamento con 60 kVA y transformación de 115 kV a 13.2 con la cual surte de fluido eléctrico a 3 municipios por medio de 7 circuitos eléctricos entre estos la capital del departamento.
- La Subestación Cértégui: Subestación barra sencilla, llamada también Subestación centro, cuenta con tres niveles de tensión (115, 34.5 y 13.2 kV), dos circuitos en media tensión.
- Subestación Istmina: Subestación bahía de transformación desde la subestación de Cértégui, dispone de tres niveles de tensión (115, 34.5 y 13.2 kV) y 4 circuitos en media tensión.

- Subestación Chaquí: subestación sencilla, cuenta con transformación de 34.5 a 13.2 y dos circuitos en media tensión.
- Subestación San Miguel: Subestación sencilla, con transformación de 34.5 a 13.2 y dos circuitos en media tensión.

5. Tipos de Mantenimiento en Subestaciones

El mantenimiento en subestaciones es aquella acción por medio de la cual se busca mejorar la seguridad, confiabilidad, productividad, etc. en los equipos y elemento que conforman las subestaciones de DISPAC.

El objetivo general de realizar los mantenimientos en subestaciones, es preservar la operación y vida útil de los equipos, asegurar su correcto desempeño en función de los procesos que dependen de cada equipo, en condiciones seguras, confiables y eficientes.

Existen cuatro tipos de mantenimientos en subestaciones:

Preventivo o planificado: Es toda actividad que se realiza en subestaciones con el propósito de mantener en funcionamiento el sistema, evitando averías o fallas imprevistas. Este sistema consiste en predecir y planificar la intervención en equipos y elementos, esperando afectar lo menos posible la prestación del servicio y previniendo una parada repentina.

Predictivo: Consiste en medir el desgaste de los elementos ubicados en cada subestación, para sustituirlos en cuanto muestran síntomas que predicen el fallo, antes de que se llegue a materializar la avería.

Correctivo: Es la corrección o reparación de fallas en lo equipo, elementos e incluso en los sistemas que integran la cada subestación.

Locativo: Es una estructura específica y dedicada a la conservación y mantenimiento de las instalaciones físicas con el fin de garantizar la optimización de la vida útil y funcionamiento de la planta física.

Proactivo: esta clase de mantenimiento está asociada a los principios de colaboración, sensibilización, solidaridad, trabajo en equipo, etc. De cada persona o funcionario que directa o indirectamente se encuentre involucrado con las subestaciones.

Para la empresa de energía del Chocó, los mantenimientos en subestaciones constan en:

5.1 Mantenimiento Preventivo en Subestaciones.

Transformador de potencia

- a) Inspección visual al estado de la pintura en general.
- b) Verificar presión del tanque principal.
- c) Verificación de anclaje y conexiones a tierra.
- d) Verificación del nivel de aceite.
- e) Inspección indicadores de temperatura y válvula de seguridad de sobrepresión.
- f) Pruebas de funcionamiento operativo de los dispositivos de control local y remoto.
- g) Inspección y pruebas operativas en relé Buchholz.
- h) Hermeticidad.
- i) Verificación conexiones de alimentación, protección y ventiladores.
- j) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión.
- k) Limpieza manual a porcelanas.
- l) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- m) Corrección de fugas de aceite en válvulas, radiadores, bujes, etc.
- n) Cambio de silicagel y mantenimiento a los vasos del des-humectador.

Interruptor de Potencia

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- b) Inspección y verificación del mecanismo de operación, apertura y cierre manual.
- c) Verificación presión de gas.
- d) Verificación de apertura y cierre en el mando local y a distancia.
- e) Verificación de hermeticidad.
- f) Prueba de operación mecanismo de accionamiento.
- g) Verificación de disparos por protecciones.
- h) Verificación ajuste en puesta a tierra
- i) Verificación de equipo de supervisión del gas.
- j) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores.
- k) Limpieza manual a porcelanas.
- l) Verificación de temperatura en el armario de mando
- m) Revisión de escapes y de presión de SF6

Seccionadores de Potencia

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- b) Inspección y verificación del mecanismo de apertura y cierre manual.
- c) Verificación presión de gas.
- d) Verificación de apertura y cierre del mando local y a distancia.
- e) Verificación de hermeticidad.
- f) Prueba de operación del mecanismo de accionamiento.

- g) Verificación de disparos por protecciones.
- h) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- i) Verificación de equipo de supervisión del gas.
- j) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores.
- k) Limpieza manual a porcelanas.
- l) Verificación de temperatura en el armario de mando.
- m) Revisión de escapes y de presión de SF6.

Transformadores de Corriente

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado
- b) Verificación de anclaje y conexiones.
- c) Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
- d) Inspección de hermeticidad y nivel de aceite sí lo tiene.
- e) Verificar la puesta a tierra.
- f) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores.
- g) Limpieza manual de porcelanas
- h) Ajuste en terminales de puesta a tierra.

Transformadores de Tensión

- a) Inspección visual a la pintura o galvanizado.
- b) Verificación, anclaje y conexiones.
- c) Verificar conexiones en alta y baja tensión.
- d) Hermeticidad y nivel de aceite si lo tiene.
- e) Verificar la puesta a tierra.
- f) Verificación de la placa de características.
- g) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores.
- h) Limpieza manual de porcelanas.
- i) Ajuste en terminales de puesta a tierra.

Descargadores de Sobretensión

- a) Verificación anclaje y conexiones.
- b) Verificación de operación del contador de descarga.
- c) Verificar la puesta a tierra.
- d) Verificar corriente de fuga
- e) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores.
- f) limpieza manual de porcelanas
- g) ajuste en terminales de puesta a tierra.

Reactores

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- b) Inspección y verificación del mecanismo de apertura y cierre manual.
- c) Verificación presión de gas.
- d) Verificación de apertura y cierre del mando local y a distancia.

- e) Verificación de hermeticidad.
- f) Prueba de operación del mecanismo de accionamiento.
- g) Verificación de disparos por protecciones.
- h) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- i) Verificación de equipo de supervisión del gas.
- j) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores.
- k) Limpieza manual a porcelanas.
- l) Verificación de temperatura en el armario de mando.
- m) Revisión de escapes y de presión de SF6.

Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

- a) Inspección calibre del cable de puesta a tierra.
- b) Inspección y verificación de resistencia de la puesta a tierra
- c) Verificación cajas de pruebas
- d) Limpieza de gravilla.
- e) Verificación de la conexión de los equipos y estructuras a la malla de puesta a tierra.

Barrajes y Cables desnudos

- a) Verificación del estado del material (tubo o cable).
- b) Inspección a, aisladores, grapas, conectores, etc.
- c) Verificación bajantes y conexiones de equipos.
- d) Verificación distancia mínimas de seguridad.
- e) Inspección y ajuste de conectores y terminales.

Celdas

- a) Inspección anclaje de las celdas al piso.
- b) Verificación de conexiones a barras y cables.
- c) Verificación de Puesta a tierra.
- d) Verificación de conexión de transformadores de corriente y potencial e inyección de corriente primaria.
- e) Verificación de Fusibles.
- f) Verificación accionamiento mecánico.
- g) Verificación de protecciones.
- h) Verificación temperatura e iluminación.
- i) Verificación de presión del gas y hermeticidad (en celdas encapsuladas en SF6).
- j) Verificación entrada y salida del carro interruptor.

Tableros de Control y Medida

- a) Inspección visual de la pintura.
- b) Verificación de anclaje al piso.
- c) Verificación temperatura.

- d) Verificar de Puesta a tierra.
- e) Verificación e identificación de cables y borneras.
- f) Verificación de señales de transformadores de corriente y de potencial.
- g) Verificación y operación de instrumentos.
- h) Verificación de señalización
- i) Verificación de sincronismo.
- j) Verificación de alarmas.
- k) Identificación de elementos.

Tableros de Relés

- a) Inspección visual de la pintura.
- b) Verificación de anclaje al piso
- c) Verificación e identificación de cables y borneras.
- d) Verificación de Puesta a tierra.
- e) Verificación de alarmas.
- f) Verificación de disparos

Tableros de Servicios Auxiliares

- a) Inspección visual
- b) Verificación e identificación de cables y borneras.
- c) Verificar anclaje al piso
- d) Verificar Puesta a tierra
- e) Verificar Identificación de barras y cables
- f) Verificación de capacidad nominal de Interruptores
- g) Verificación de operación de comandos de Mando, Alarmas y enclavamientos

Cargadores

- a) Verificar anclaje al piso
- b) Verificación temperatura.
- c) Verificación de Puesta a tierra
- d) Identificación de cables y borneras
- e) Verificación de comandos de Mando
- f) Verificación de enclavamientos.
- g) Verificación de voltajes y corriente de carga

Baterías

- a) Verificación de tensión.
- b) Verificación de la densidad y nivel del electrolito
- c) Verificación de conexiones entre celdas y a tableros de distribución
- d) Verificación de carga rápida – lenta y temperatura
- e) Revisión de ventilación.

Planta Diesel de emergencia

- a) Verificación de anclaje al piso, alineación y nivelación.
- b) Verificar de puesta a tierra.
- c) Verificación ciclos de operación
- d) Verificación enclavamientos.
- e) Revisión de Equipos de medida y señalización.
- f) Revisión del generador y sus conexiones.
- g) Conexiones al tanque de ACPM.
- h) Revisión del Nivel de aceite
- i) Verificación de Baterías.
- j) Limpieza general.

Sistema de Instalaciones Eléctricas E iluminación

- a) Verificar en contacto seguro en las conexiones
- b) Realizar limpieza de elementos que puedan ser afectados por el polvo y la contaminación.
- c) Medir el nivel de tensión o regulación.

Reconectores

- a) Verificar el estado de la pintura o del galvanizado de la estructura soporte.
- b) Detectar fugas de aceite o de gas.
- c) Realizar limpieza de polvo o contaminación.
- d) Verificar el ajuste de las conexiones.

Motores de corriente alterna y continúa

- a) Verificar estado de fijación a la base.
- b) Verificar conexiones.
- c) Verificar Puesta a tierra.
- d) Prueba de termografía para evitar puntos calientes.
- e) Verifica estado de la pintura o galvanizado.
- f) Medir tensión de operación.

Bandejas Portacables

- a) Verificar el estado del galvanizado.
- b) Verificar el estado de los empalmes.
- c) Verificar la puesta a tierra.

5.2 Mantenimiento Predictivo en Subestaciones

Consiste en medir el desgaste de los equipos y sistemas para sustituirlos en cuanto muestren síntomas de fallo.

Transformadores de Potencia

- a) Relación de transformación.
- b) Factor de potencia al aislamiento de devanados.
- c) Resistencia de aislamiento en devanados.
- d) Collar caliente a boquillas de alta tensión.
- e) Termografía.
- f) Prueba Rigidez dieléctrica Aceite Transformadores.
- g) Prueba de aislamiento de los devanados.
- h) Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- i) Medición y análisis de carga del transformador.
- j) Medidas del nivel de ruido.
- a) Revisión de aceite aislante (Resistividad, Rigidez dieléctrica, Coloración, acidez, etc).

Interruptores de potencia

- a) Resistencia de Aislamiento
- b) Tiempo de Operación
- c) Resistencia de Bobinas de Cierre y Apertura
- d) Resistencia del motor
- e) Factor de potencia.
- f) Sincronismo de apertura y cierre.
- g) Termografía.
- h) Medida de velocidad, desplazamiento y resistencia de contacto dinámico.
- i) Medida del punto de rocío, está asociado al grado de pureza del SF6 en cuanto a su contaminación.
- j) Análisis de propiedades eléctricas y físicas del gas, similar a los ensayos al aceite de transformadores. Humedad y rigidez dieléctrica.
- k) Análisis químico de subproductos de la descomposición del gas SF6.

Seccionadores de Potencia

- a) Prueba de resistencia de contactos.
- b) Pruebas de Aislamiento.
- c) Verificación de cierre y apertura total.
- d) Prueba de resistencia de contactos.

Transformadores de Corriente

- a) Pruebas de Aislamiento

- b) Factor de Potencia.
- c) Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- d) Verificación Resistencia en devanados
- d) Verificación de curvas de saturación

Transformadores de Tensión

- a) Pruebas de Aislamiento.
- b) Factor de Potencia.
- c) Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- d) Verificación resistencia de devanados.
- e) Curvas de saturación.
- f) Relación de Transformación

Descargador de Sobretensiones

- a) Pruebas de aislamiento
- b) Factor de Potencia.
- c) Prueba de corriente de fuga.

Malla de Puesta a Tierra

- a) Medida de la resistencia de puesta a tierra
- b) Medida de tensiones de paso y contacto.

Barrajes, Cables desnudos y conectores

- a) Pruebas de aislamiento.
- b) Termografía.

Celdas

- a) Pruebas de aislamiento al barraje
- b) Pruebas a los interruptores.
- c) Termografía.

Cables de Potencia Aislados

Consiste en la realización de pruebas de aislamiento.

Relés de Protecciones.

- a) Inyección de corrientes
- b) Calibración de corrientes y de tiempos.
- c) Comprobación de disparos y alarmas.
- d) Pruebas dieléctricas.
- e) Verificar ajuste de conexiones.

- f) Termografía.
- g) Simultaneidad de polos.

Motores de corriente alterna y continua.

- a) Pruebas dieléctricas.
- b) Termografía.
- c) Prueba de vibraciones.
- d) Prueba del nivel de ruido.

5.3 Mantenimiento Correctivo en Subestaciones

En subestaciones se realizan las siguientes actividades correctivas.

Transformadores de Potencia.

- a) Cambio de radiadores averiados.
- b) Cambio de bujes averiados.
- c) Cambio de ventiladores.
- d) Cambio del regulador.
- e) Cambio del aceite.
- f) Cambio del Transformador de potencia.

Interruptores de Potencia.

- a) Cambio de contactos de potencia Fijo y Móvil.
- b) Cambio del SF6
- c) Cambio del mecanismo de operación.
- d) Cambio del Interruptor de Potencia.

Seccionadores de Potencia.

- a) Cambio de contactos.
- b) Cambio del mecanismo de operación.
- c) Cambio de Brazos de corriente.
- d) Cambio de aisladores soporte.
- e) Cambio de sistema de engranaje.
- f) Cambio del Seccionador de Potencia.

Transformadores de Corriente.

- a) Cambio del Aceite.
- b) Cambio del Transformador de Corriente.

Transformadores de tensión.

- a) Cambio del Aceite
- b) Cambio del Transformador de Corriente.

Descargador de Sobretensiones.

Cambio del descargador de sobretensiones (pararrayos).

Malla de Puesta a Tierra.

- a) Cambio o refuerzo del conductor de la malla y de las colas
- b) Cambio de las conexiones.
- c) Reposición de gravilla.

Barrajes y conectores.

Cambio del conductor o del barraje tubular

Tableros de control, medidas y protecciones.

- a) Cambio de borneras.
- b) Cambio del tablero.

Celdas

- a) Cambio de Interruptor de potencia
- b) Cambio de borneras.
- c) Cambio de aisladores soporte.
- d) Cambio de la Celda.

5.4 Mantenimiento Locativo en Subestaciones

Para llevar a cabo este mantenimiento se realizan las siguientes actividades:

- a) Asear la planta física (barrer, trapear, sacudir)
- b) Fumigar
- c) limpieza de malezas, pozos sépticos, tuberías, etc.

El aseo en subestaciones debe realizarse, dos veces por semana de tal forma que garantice limpieza en cada subestación en particular.

5.5 Periodicidad en el Mantenimiento en Subestaciones

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MES	AÑOS
Transformadores de Potencia	Pruebas eléctricas		2
	Análisis de Gases	6	
	Mantenimiento, Secado y Cambio de Aceite en Cambiador de derivaciones y devanados		10
	Reemplazo de aceite a Cambiador del Derivaciones		5
	Mantenimiento a sistemas de enfriamiento		1
	Mantenimiento de equipo auxiliares		1
Cuchillas Interruptores	Limpieza, Lubricación y engrases de rodamiento y barra de accionamiento		2
	Prueba Eléctricas		3
Transformadores de Corriente y Potencial	Prueba Eléctricas		3
Sistema de Puesta a Tierra	Pruebas y Mantenimiento		3
Bancos de Baterías y Cargadores	Medición de Densidad, y voltaje	1	
	Limpieza de Celdas	1	
	Ajuste y lubricación de conexiones	1	
	Revisión y Limpieza de Cargadores	6	

6. Descripción del Centro de Supervisión y Maniobras (C.S.M)

El C.S.M es el responsable de la operación y supervisión, coordinada en tiempo real del sistema eléctrico de DISPAC.

Para llevar a cabo dichas funciones se cuenta con:

Un equipo de operadores, un equipo de Ingenieros (electricista, de sistemas, Industrial, etc), un equipo sistemático y de telecomunicación (SCADA, SPARD, SIEC, etc) y una unidad operativa denominada turno de operación, que desempeñan sus funciones durante las 24 horas del día los 365 días del año.

Para asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, a través CSM se emiten las instrucciones de operación llámese suspensión, reconexión, posibles causas de fallas, posible ubicación y tipo de falla, etc. Adicionalmente desde el CSM se gestiona la información que se recibe en tiempo real desde las otras subestaciones, los operarios de terreno y la ciudadanía o clientes en general.

Para S.E.CH (Sistema Eléctrico del Chocó) existen dos maneras de supervisar y controlar el sistema eléctrico las cuales se encuentran retiradas físicamente e interconectadas sistemáticamente, considerando así un respaldo de otro.

La Subestación Huapango para la empresa, durante muchos años fue considerada como centro de control, sin embargo por las deficiencias tecnológicas, seguridad de los equipos, flexibilidad y facilidad en la operación entre otras razones, se tuvo a bien realizar una inversión de cientos de millones de pesos en la construcción de un Centro de Supervisión y Maniobras dotado de tecnología moderna, el cual inicia su operación entre los años 2015 y 2016 dejando así la subestación Huapango como un respaldo de maniobra y operación del sistema.

Siendo así, los elementos que monitorea el C.S.M separados de acuerdo al Gabinete de control y protección o celda son.

Para Subestación Huapango

- Control, supervisión y protección de bahía de las líneas Siete-Huapango y Cértogui-Huapango en 115 kV.
- Control, supervisión y protección de bahía de los transformadores (T1 y T2) 115/13.2 kV
- Celda de 13.2 kV de los circuitos SM-201 (K12), SM-202 (K13) SM-203 (K15), SQ-201(K07), SQ-202 (K05), SQ-203 (K06), SQ-204 (K11) y Acople de barras (K08).

- Celda de compensación 13.2 kV, banco de condensadores (K14.1), (K14.2) y (K02.1 y K02.2).
- Control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación (K01).

Para Subestación Cértegui

- Control, supervisión y protección de bahía de las líneas Virginia- Cértegui, Huapango-Cértegui y Cértegui-Istmina en 115 kV y Cértegui-Istmina en 34.5 Kv.
- Control, supervisión y protección de bahía de los transformadores (T1) 115/13.2 kV y (T2) 115/34.5 Kv.
- Celda de 13.2 kV, entrada (K02).
- Celdas de 13.2 kV de los circuitos de salida SC-201 (K03), SC-202 (K04) y reserva (K06).
- Celda de compensación 13.2 kV, banco de condensadores (K06).
- Control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación (K01).

Para Subestación Istmina

- Control, supervisión y protección de bahía de la línea Cértegui-Istmina 115 kV.
- Control, supervisión y protección de bahía de Transformación (T1) 115/13.2 Kv.
- Celda de 13.2 kV, entrada desde T1 (K02) y T2 (K07).
- Celdas de 13.2 kV, de los circuitos de salida SI-201 (K03), SI-202 (K04), SI-203 (K05), SI-204 (K06).
- Celdas de 34.5 kV, entrada desde T1 (H02), llegada Cértegui (H03), salida Transformador T2 (H04) y salida Línea Paimadó (H03).
- Control y supervisión de servicios auxiliares generales de la subestación (K01).

6.1 Atención de Fallas en el C.S.M

Cuando se deba partir desde una ausencia total de tensión para llegar a condiciones normales del servicio, debe tenerse en cuenta que son varias las secuencias a ejecutar:

- Secuencia 01: Energización del Anillo EPM – Barroso – DISPAC – VIRGINIA (STN) en vacío (si carga). Se asume que existe tensión en al menos uno de los extremos, EPM o VIRGINIA, incluso BARROSO.
- Secuencia 02: Energización de la infraestructura hacia la S/E Istmina, en vacío (si carga).
- Secuencia 03: Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación Huapango (SQ-201, SQ-202, SQ-203, SQ-204, SM-201, SM-202 y SM-203).
- Secuencia 04: Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación Cértégui (SC-201, SC-202).
- Secuencia 05: Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación Istmina (SI-201, SI-202, SI-203, SI-204).
- Secuencia 06: Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación El Siete (SE-201).
- Secuencia 07: Toda la demanda del Sistema DISPAC S. A. ESP. atendida en forma simultánea desde las dos fuentes de alimentación al STR de DISPAC S. A. ESP. Consistente en atender la demanda de la subestación Huapango desde el extremo EPM y la demanda de las Subestaciones Cértégui e Istmina desde el extremo de la Virginia.

Los pasos deben seguirse según instrucciones del CND. Cabe resaltar que sobre el estado y medida de las bahías del sistema Eléctrico del Chocó (SECH) se tiene supervisión, mas no el control.

6.2 Maniobras en uno o varios enlaces a 115 kV

Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 4 (115 kV) en cualquier subestación, asociados a las líneas de transmisión; se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora del CSM y el formato de incidencia, Posterior a ello se Restablecen los relés que operaron.

Se procede a comunicar la información al Centro Nacional de Despacho y se espera instrucción para el cierre de los mismos en coordinación. Si el cierre de interruptores es fallido, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora y el formato de incidencia.

Se procede a informar al Ingeniero de turno sobre la novedad para que éste, entregue en consignación el circuito a los Técnicos Electricistas de la zona, entre quienes se identificará un responsable para la revisión del circuito fallado y quien coordinará las respectivas maniobras con el C.S.M o con la Subestación Huapango.

El operador del C.S.M o la Subestación Huapango deberá estar atento a ejecutar las maniobras que le sean solicitadas por el personal que recibió el circuito en consignación.

Ya revisada la línea, si el personal va a trabajar sobre ella, debe confirmar al operador del C.S.M o a la subestación Huapango su localización, previo a realizarse intervención; con el objetivo de evitar maniobras inesperadas que conlleven a accidentes y demás.

En caso de solicitar ensayos o cierre de la línea, bien sea porque ya se realizaron los trabajos o porque durante la revisión no se encontró fuente alguna que pudiera originar fallas, el responsable de la revisión coordinará con el CSM o con la subestación Huapango, para que este realice la coordinación con el CND.

Una vez detectada y corregida la falla sobre la línea, el responsable de la revisión termina la consignación de la misma y la entregará al operador del C.S.M, informando sobre el tipo de daño encontrado, ubicación y condiciones en las que queda el circuito, etc.

Luego de normalizar la línea, el Operador de Centro de Supervisión y Maniobras CSM registrará la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró la línea.

En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como a los sistemas del C.S.M para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.

Cuando la ausencia de tensión sea por eventos en el Sistema de Transmisión Nacional STN, el C.S.M procederá única y exclusivamente de acuerdo a las instrucciones del CND.

6.3 Maniobras en interruptor de Circuito 13.2 kV

Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 2 (13.2 kV) en cualquier subestación, se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible, y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E correspondiente y el formato de incidencia, cabe resaltar que para el CSM esta maniobra es transparente para todos los elementos telemedidos y supervisados desde SCADA.

En el caso que haya recierre automático no exitoso, se procede con los siguientes pasos:

Se verifica si otros interruptores modificaron su condición y cualquier señalización adicional. En caso de estar comprometidos otros circuitos simultáneamente se debe proceder de igual manera con ellos. Luego se toman los datos para relacionarlos en la bitácora; el operador de turno en coordinación con el Centro de Supervisión y Maniobras C.S.M y bajo el análisis de las condiciones atmosféricas presentes procede a realizar un intento de cierre a los interruptores.

Si los circuitos afectados (se abrieron manualmente o por operación de protecciones), con el presente intento cierran de modo normal, queda normalizada la subestación.

Si el cierre de interruptores es fallido, se toma nota nuevamente de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible, y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de incidencia y se informa al Centro de Supervisión y Maniobras CSM.

A criterio del operador del C.S.M, se realiza el cierre del interruptor o se cancela toda maniobra en consecuencia con el cambio de las condiciones que rodean el evento y que pudieron ser la causa de falla del circuito.

Si el circuito que presentó la falla cierra normal, queda normalizada la subestación. Si la falla continua se procede a informar al Ingeniero de operación y mantenimiento de redes o al supervisor sobre la novedad para que éste entregue en consignación el circuito enviando los Técnicos Electricistas de la zona, para la revisión. Es de gran importancia que ante cada labor que se delegue a los operarios de redes, se identifique un responsable que es quien coordinará las respectivas maniobras con la subestación a la que pertenece el circuito y/o con el Centro de Supervisión y Maniobras (C.S.M)

El operador de la subestación involucrada debe estar atento a ejecutar las maniobras que le sean solicitadas por el personal que recibió el circuito en consignación.

Si al revisar el circuito, el personal requiere trabajar sobre el circuito, el responsable de la revisión debe confirmar con el operador de la subestación respectiva su localización y ésta a su vez al C.S.M.

Una vez detectada y corregida la falla sobre el circuito, el responsable de la revisión solicita ensayos de cierre del circuito a la subestación respectiva y este informará al C.S.M. si este ensayo es satisfactorio, termina la consignación del circuito y se entrega al operador, informando sobre el tipo de daño encontrado, ubicación y condiciones en las que queda el circuito.

6.4 Apertura de un interruptor de entrada a condensadores 13.2 kV

Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 2 (13.2 kV) en cualquier subestación, es decir, si la apertura obedece a la operación de protecciones de sobrecorriente y/o desbalance, se procede de la siguiente manera:

Se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E.

Se verifica si otros interruptores modificaron su condición y cualquier señalización adicional. En caso de estar simultáneamente comprometidos otros interruptores, se debe proceder de igual manera con ellos; mientras que, si se trata de interruptores de circuito, se procederá según corresponda anteriormente.

Se procede a informar al Ingeniero de turno sobre la novedad para que éste, reciba en consignación el equipo y se retira la celda del interruptor de su posición de servicio a su posición de prueba.

El ingeniero de turno procederá según sus conocimientos y de acuerdo con el Manual de operación de equipos diseñado y entregado por el fabricante o proveedor.

Luego de normalizar el equipo, el Operador de la Subestación y del Centro de Supervisión y maniobras CSM registrarán la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, y el estado en que cerró el circuito.

6.5 Apertura de un interruptor de entrada a la barra 13.2 kV de una subestación ocasionado por un circuito 13.2 kV

Cuando ocurre un evento de esta naturaleza, queda sin tensión todo el barraje de 13.2 kV y como primera medida se debe confirmar que la apertura de la celda de entrada al barraje 13.2 kV corresponde a la actuación simultánea de las operaciones de la celda de algún circuito de distribución; es decir, la operación por protecciones del circuito de distribución afectado debe corresponder con la naturaleza de la actuación de las protecciones de entrada al barraje.

Si la actuación de la protección de la celda de entrada al barraje no se presenta de manera simultánea con la actuación o arranque de las protecciones de una celda de circuito y/o condensador, se abortará este procedimiento. También cuando se detecten rastros de fallas en el interior de las celdas o del barraje 13.2 kV, tales como ruido excesivo, presencia de humo o decoloración por tal efecto y se informará de inmediato al Ingeniero de Turno para que él tome la responsabilidad por el evento.

Se procede a establecer el circuito o circuitos que se abrieron por protecciones y ocasionaron la apertura del interruptor principal de barraje 13.2 kV, se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, nivel de cortocircuito si es posible y hora, para registrar esta información donde corresponda.

Para restablecer los relés que operaron, se abren los interruptores de los demás circuitos de distribución 13.2 kV que quedaron sin servicio producto del evento, pero sin operación de protecciones.

Se cierra el interruptor de entrada al barraje 13.2 kV y se procede a realizar los ensayos con el circuito (s) de distribución que ocasionaron el evento.

Una vez normalizados dichos circuitos o puestos en consignación definitiva por daño en la línea según los resultados del procedimiento, se procede a normalizar los circuitos de distribución restantes.

Luego de normalizar los equipos, el Operador de la Subestación y del Centro de Supervisión y Maniobras C.S.M, registra la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerraron los circuitos.

6.6 Apertura del interruptor de acople de barras 13.2 kV en la Subestación Quibdó

Cuando se presente la apertura de un interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) asociado a una bahía de transformación en Quibdó (es la única subestación con acople), se pueden tener dos situaciones:

1. Cuando aguas abajo otra u otras celdas abran por operación de protecciones, lo cual ocurre si, y sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia se presenta por la operación de la protección de sobrecorriente.

En caso de estar comprometidos otros circuitos simultáneamente; es decir, que aguas abajo otros circuitos hayan presentado operación de sus protecciones, se asume una cadena de operación de protecciones por descoordinación de las mismas y que el interruptor de 115 kV de la bahía de transformación se asimila como un interruptor de “entrada a barraje”. No obstante, en la medida de lo posible se hace una inspección al transformador de Potencia en Patio.

2. Cuando aguas abajo ninguna de las celdas abra por operación de protecciones (excepción hecha de la celda de entrada al barraje, que opera en conjunto con el interruptor 115 kV del Transformador de Potencia)

Si, y Sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es con ocasión de la operación de al menos una protección entre la protección principal del transformador (Diferencial) y/o las protecciones Mecánicas del mismo:

En este caso se debe asumir la posibilidad de un daño grave al Transformador de Potencia o en las conexiones de potencia que se encuentren entre los dos juegos de transformadores de corriente utilizados para la protección principal (relé diferencial) y en consecuencia con dicha suposición debe:

- a) Normalizar la subestación a través del transformador que no se encuentra involucrado en la posible falla.
- b) Iniciar revisión en patio del transformador de Potencia visualizando con especial cuidado que no se presenten:
 - Roturas de los cables de conexión entre el interruptor de potencia 115 kV y los bujes de alta del Transformador de Potencia.
 - Roturas de los cables de conexión entre la celda del interruptor de potencia 13.2 kV y los bujes de baja del Transformador de Potencia.
 - Roturas de las porcelanas de los bujes de alta del Transformador de Potencia.
 - Roturas de las porcelanas de los bujes de baja del Transformador de Potencia.

- Rotura del tanque Conservador elevado de aceite para la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
- Rotura y/o derramamiento de aceite del os radiadores del Transformador de Potencia.
- Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
- Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en el tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.
- Desconexión mecánica o de control del mecanismo filtro-prensa del aceite del tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé Buchholz del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de presión súbita del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de sobrepresión del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de temperatura de devanados del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de imagen térmica del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de reflujo de aceite del tanque expensor del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de alto/bajo nivel de aceite del tanque expensor del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de ruptura de bolsa del tanque expensor del Transformador de Potencia.

De acuerdo con los resultados, debe informarse al Ingeniero de Turno para que éste proceda a energizar en caso de no encontrar evidencia de daño o a programar la corrección de la avería si es el caso.

Para restablecer la operación en los relés que operaron se procede a realizar sólo bajo la supervisión y responsabilidad del Ingeniero de Turno un intento de cierre al interruptor 115 kV del Transformador de Potencia.

Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es rechazado, nuevamente se toma nota de la información necesaria para registrar en la bitácora y el equipo queda a responsabilidad del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones para su revisión.

Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es exitoso, se procede a energizar o acoplar bajo la supervisión y responsabilidad del ingeniero de turno. Si los circuitos que cambiaron su condición de energizados, con el presente intento cierran de modo normal, queda normalizada la subestación.

Luego de normalizar el Transformador de Potencia y los circuitos, el Operador de la Subestación y del Centro de Supervisión y Maniobras CSM registrarán la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró el circuito.

6.7 Apertura del interruptor 115 kV de bahía de transformador en Cértégui, Istmina o El Siete

Cuando se presente la apertura de un interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) asociado a una bahía de transformación en Cértégui, Istmina o El Siete, se pueden tener dos situaciones:

1. Cuando aguas abajo otra u otras celdas abran por operación de protecciones, lo cual ocurre si y Sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia por la operación de la protección de sobrecorriente

En caso de estar comprometidos otros circuitos simultáneamente; es decir, que aguas abajo otros circuitos hayan presentado operación de sus protecciones asumiendo una cadena de operación de protecciones por descoordinación de las mismas y que el interruptor 115 kV de la bahía de transformación se asimile como un interruptor de “entrada a barraje”. No obstante, en la medida de lo posible se hará una inspección al transformador de Potencia en Patio.

2. Si es Producto de la operación de al menos una protección entre la protección principal del transformador (Diferencial) y/o las protecciones Mecánicas del mismo:

En este caso se debe asumir la posibilidad de un daño grave al Transformador de Potencia o en las conexiones de potencia que se encuentren entre los dos juegos de transformadores de corriente utilizados para la protección principal (el relé diferencial). y en consecuencia con dicha suposición debe iniciar revisión en patio del transformador de Potencia visualizando con especial cuidado que no se presenten:

- Roturas de los cables de conexión entre el interruptor de potencia 115 kV y los bujes de alta del Transformador de Potencia.
- Roturas de los cables de conexión entre la celda del interruptor de potencia 13.2 kV y los bujes de baja del Transformador de Potencia.
- Roturas de las porcelanas de los bujes de alta del Transformador de Potencia.
- Roturas de las porcelanas de los bujes de baja del Transformador de Potencia.
- Rotura del tanque Conservador elevado de aceite para la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
- Rotura y/o derramamiento de aceite del os radiadores del Transformador de Potencia.
- Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
- Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en el tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.
- Desconexión mecánica o de control del mecanismo filtro-prensa del aceite del tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé Buchholz del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de presión súbita del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de sobrepresión del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de temperatura de devanados del Transformador de Potencia.

- Operación comprobada del relé de imagen térmica del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de reflujo de aceite del tanque expensor del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de alto/bajo nivel de aceite del tanque expensor del Transformador de Potencia.
- Operación comprobada del relé de ruptura de bolsa del tanque expensor del Transformador de Potencia.

De acuerdo con los resultados, debe informarse al Ingeniero de Turno para que éste proceda a energizar en caso de no encontrar evidencia de daño o a programar la corrección de la avería si es el caso.

Para restablecer la operación en los relés que operaron Cuando se presente la apertura de un interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) asociado a una bahía de transformación en Cértégui, Istmina o El Siete, se pueden tener dos situaciones:

Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es rechazado, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron para registrar esta información en la bitácora y el equipo queda a responsabilidad del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M.

Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es exitoso, se procede a energizar los circuitos fallados, si en el presente intento cierran de modo normal, queda normalizada la subestación.

Luego de normalizar el Transformador de Potencia y los circuitos, el Operador de la Subestación y del Centro de Supervisión y Maniobras CSM registrarán la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró el circuito.

6.8 Apertura del interruptor de la bahía de línea a 115 kV Bolombolo – Barroso, Barroso – Bolombolo o Barroso – el Siete

Cuando se presenten aperturas del interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) de las líneas Bolombolo – Barroso, Barroso – Bolombolo o Barroso – El Siete en la Subestaciones Bolombolo y Barroso respectivamente, la primera propiedad de DISPAC y la segunda administrada por Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P., se debe estar atento al recierre automático del circuito. En caso de ser exitoso se coordina con el CND la consecución de los datos que regularmente se

anotan en la bitácora. En caso de ser rechazado se procede de acuerdo con lo siguiente:

Se hace contacto con el Centro Nacional de Despacho CND para confirmar el estado operativo de la bahía de línea que operó. Se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible, distancia a la falla y hora; para registrar esta información donde corresponda.

El Centro de Control y Maniobras realiza la coordinación con el CND para el intento de cierre a la línea y si se mantiene la falla en alguno de los tramos de línea que implique demanda no atendida se procede a realizar la transferencia de carga a nivel de 115 kV debido a falla.

Se informa al ingeniero de turno el cual tomará las acciones pertinentes para coordinar la búsqueda y reparación de la falla de la línea afectada.

Al revisar el circuito, el personal que va a trabajar sobre la línea (si se requiere), debe confirmar al operador del Centro de Supervisión y Maniobras CSM su localización y éste a su vez a la subestación respectiva.

En caso de solicitar ensayos de cierre del circuito, el responsable de la revisión coordinará con el operador del Centro de Supervisión y Maniobras CSM, quien mantendrá la coordinación con el CND.

Una vez detectada y corregida la falla sobre la línea el responsable de la revisión termina la consignación de la misma y la entregará al operador, informando sobre el tipo de daño encontrado, ubicación y condiciones en las que queda el circuito; posterior a ello, el operador del Centro de Supervisión y Maniobras CSM coordinará la energización de la línea con el CND el restablecimiento del servicio.

En coordinación con el CND se determinará el punto y horarios para sincronizar los sistemas y la ejecución de las maniobras correspondientes; quedando todos los activos declarados como disponibles ante el CND.

7. Funciones del Ingeniero Supervisor del Centro de Control y Maniobras.

La función principal del Ingeniero es mantener permanentemente preparado y capacitado al personal operativo, en sus distintos niveles de desempeño eficientemente del cargo tanto de operación normal como en situaciones de emergencia o falla que se puedan presentar.

Cuando ocurran fallas en los equipos o instalaciones, el Ingeniero deberá conocer cómo se presentaron, la forma en que fueron resueltas, analizar las medidas tomadas y calificar si fueron adecuadas y concordantes con las instrucciones establecidas. Difundir el análisis y los resultados de cada falla con el resto del personal de operación para reforzar, uniformar y mejorar los procedimientos por aplicar en situaciones similares.

En casos de errores de maniobra, el Ingeniero debe investigar las causas que condujeron a cometerlo con objetivo de corregir la situación, para evitar que se repita.

Debe mantener un programa de entrenamiento y capacitación permanente y sistemático a todo el personal para optimizar el trabajo que realizan y elaborar planes de procedimientos que el personal de Operación deberá conocer y aplicar en cada una de las situaciones de emergencia:

Dentro de las funciones principales del cargo del ingeniero del Centro de Control y Maniobras en DISPAC se debe:

- a. Conocer el programa de equipos e instalaciones.
- b. Controlar que los equipos e instalaciones se operen dentro de los valores normales de diseño, respetando las limitaciones cuando existan, en función de la calidad y seguridad del servicio. Además, se deberá preocupar que los equipos y las instalaciones se usen bajo el concepto de mejor rendimiento.
- c. Establecer un programa de capacitación y entrenamiento permanente y sistemático para lograr el mejor desempeño del personal en el trabajo.
- d. Apoyar al personal de operación, en todos sus niveles, mediante instrucciones de operación, guías de maniobra y demás.
- e. En situaciones especiales o en emergencias, debe dar las indicaciones que estime pertinentes, especialmente si ellas no están incluidas en instructivos de operación.

8. Funciones del Operador del Centro de Control y Maniobras

El Operador del Centro de Control y Maniobras (C.S.M), es la persona que tiene bajo su responsabilidad la operación, control y mando de todos los equipos e instalaciones de la subestación, disponibles para transmitir energía eléctrica.

Es la única persona con autoridad para ejecutar o dirigir maniobras en los equipos en servicio. El personal auxiliar deberá maniobrar los equipos por indicación del Operador o en cumplimiento de instrucciones previamente establecidas.

El Operador de turno tiene la función básica e indelegable de coordinar la operación con las personas que dependen funcionalmente de él para cumplir con el programa asignado.

Las personas que presten colaboración en casos de anomalía o falla, deberán actuar solamente en aquellas funciones o tareas que el Operador le indique.

Las personas que realicen maniobras en puntos alejados, sean o no de la actividad de operación, deberán proceder en todo momento bajo la dirección y por instrucciones del Operador de turno.

El Operador debe tener una visión completa de la instalación y de los equipos que la integran, para aplicar correctamente las instrucciones que rigen su funcionamiento atendiendo las finalidades del servicio.

Debe cumplir las instrucciones siempre y que no excedan o sobrepasen la capacidad de los equipos e instalaciones, se contrapongan a las normas generales de la operación establecidas en el Manual de Operación, o las instrucciones particulares, contenidas en las Ordenes de Operación y Guías de maniobra.

Para cumplir su labor, el Operador deberá estar permanentemente preparado y capacitado para operar los equipos e instalaciones en condiciones normales de servicio, resolver satisfactoriamente las anomalías que se presenten, y salvar con éxito situaciones de emergencia o fallas que ocurran durante el servicio.

Cuando el Operador requiera ayuda, deberá plantear su necesidad al Ingeniero de turno o quien lo reemplace.

En situaciones excepcionales especialmente si no están establecidas en instrucciones locales, es preferible que el Ingeniero de turno, asuman la responsabilidad de dar las instrucciones que se requieran para resolver la situación presentada.

Las principales funciones de los operadores son:

- Cumplir el programa asignado.
- Utilizar los recursos en forma eficiente, aprovechando el mejor rendimiento de los equipos.
- Informar oportunamente al Supervisor de Operación de redes de cualquier inconveniente que impida cumplir el programa asignado. También debe informar anticipadamente los cambios que sean necesarios para resolver situaciones de emergencia, falla o de fuerza mayor.
- Operar y controlar los equipos e instalaciones teniendo presente la seguridad de las personas, el equipo y el servicio.
- Tomar decisiones adecuadas y oportunas, en casos de anomalías o fallas, para reducir o evitar daños a los equipos o instalaciones y resguardar el servicio.
- Recoge información de alarmas y protecciones operadas y toma las medidas adecuadas para resolver la situación.
- Toma registro de las anomalías o fallas que afecten los equipos e instalaciones de la subestación y las debe informar oportunamente al Ingeniero de turno.
- Decide y ejecuta las maniobras necesarias para superar la situación de anomalía, falla o emergencia.
- Ejecuta maniobras que se requieran para aislar o detener el equipo afectado por anomalía o falla.
- En situaciones especiales, no consideradas en instrucciones o que se escapen a su competencia, solicita instrucciones al Ingeniero de Soporte.
- Entregar los equipos e instalaciones, previamente autorizados, para el mantenimiento o reparación.
- Coordina, Dirige o Ejecuta las maniobras necesarias para retirar de servicio los equipos que serán entregados al mantenimiento.
- Mantiene y Respeta los bloqueos y las inmovilizaciones de los elementos y equipos, que el personal de mantenimiento ha pedido como condiciones para ejecutar el trabajo.
- Controla que los equipos o elementos que puedan significar un riesgo de energización accidental sobre el resto de la instalación en servicio queden bloqueados con candado, inmovilizados y señalizados.

- Dirige o Ejecuta las maniobras necesarias para hacer pruebas experimentales, cuando el Jefe de Mantenimiento lo requiera. En este caso deberá verificar que el o los bloqueos que se levantan no afecten a otras faenas comprometidas.
- Recibir el equipo o instalación una vez terminado el trabajo de mantenimiento o reparación.
- Comprueba o verifica, por los medios a su alcance, que el Jefe de Mantenimiento ha retirado los bloqueos, inmovilizaciones y elementos de desenergización para realizar la faena, que son de su exclusiva competencia y responsabilidad colocarlos y retirarlos.

9. Cambio de Turno

La entrega y recepción del turno de operación, que normalmente se denomina “Cambio de Turno” permite asegurar la continuidad del servicio de energía. Mediante el cambio de turno, el personal de operación entrega y recibe la responsabilidad y el control de los equipos instalados en explotación comercial.

Por la importancia y alcance que tiene el cambio de turno, este acto se deberá efectuar bajo una cierta formalidad que simbolice la seriedad y validez de esta acción.

Lo más importante del cambio de turno radica en la entrega formal y completa de la información relacionada con la operación y el estado de los equipos e instalaciones de la Subestación y el C.S.M. Esto exige una fluida y adecuada comunicación entre las personas que participan.

La información y las novedades de turno se deberán comunicar con un lenguaje claro y preciso, usando los términos adecuados y apropiados de manera que el traspaso de información sea completo, claro y preciso.

Las principales novedades que se deben comunicar, y que se deben registrar en el libro de novedades son:

- Condiciones de operación de los equipos en servicio o disponibles para él, señalando las limitaciones cuando existan.
- Nuevas instrucciones de operación, modificaciones o anuladas.
- Anomalías ocurridas durante el servicio, y la forma en que fueron abordadas y resueltas.
- Indisponibilidad de equipos o instalaciones para el servicio debido a fallas o intervención por mantenimiento.
- Calidad y estado de las vías de comunicación.
- Solicitudes de desconexión y permisos de trabajo vigentes, en trámite o con plazo vencido.
- Modificaciones o limitaciones en los equipos o instalaciones que afecten la continuidad del servicio.
- Cambios o reemplazos producidos en el personal de operación.

9.1 formalidades del cambio de turno

Durante el cambio de turno es improcedente que el personal que ingresa al turno realice funciones que competen al personal que está en turno.

El personal que ingresa al turno asume plenamente la responsabilidad de él, al momento de firmar el libro de novedades. A partir de ese instante el personal que entrega el turno queda relevado de sus funciones y se puede retirar.

Es importante aclarar que, en situaciones de falla coincidentes con el cambio de turno, el personal que está en turno deberá seguir en su cargo hasta que la anomalía o falla quede superada. Además, tiene la obligación de dejar preparado el respectivo informe de falla.

Aun cuando no es necesario anotar la hora efectiva del cambio de turno en el libro de novedades, será conveniente registrarla cuando ocurran fallas coincidentes con el cambio de turno para precisar las responsabilidades que corresponden.

9.2 Responsabilidades del Operador que Entrega el Turno

Tiene la obligación de informar en detalle las novedades ocurridas, en su turno y en el turno anterior, señalando los libros o documentos donde ha quedado registrada esta información. Especial importancia tienen las novedades relacionadas con limitaciones o condiciones que tiene la instalación y las medidas especiales de precaución que se deben tomar o adoptar para la adecuada operación.

Se deberá preocupar de dejar anotadas en el libro de novedades todas las anomalías ocurridas durante su turno en forma clara y precisa.

Deberá informar a su sucesor la causa y justificación de las alarmas y protecciones que estén operadas, señalando el motivo de ellas.

El Operador que entrega el turno deberá comprobar, por los medios a su alcance, que el personal que ingresa al turno esté en condiciones, físicas y síquicas, aceptables para tomar a su cargo el turno de operación. por ningún motivo deberá hacer entrega del turno cuando ellas sean evidentemente inadecuadas.

Deberá mantener en forma ordenada y en grupos separados, las solicitudes de desconexión y los permisos de trabajo vigentes o en trámite.

9.3 Responsabilidades del Operador que Recibe el Turno

El Operador que recibe el turno se deberá informar cabalmente de las novedades ocurridas en la operación durante todo el tiempo que ha estado fuera de turno, para lo cual deberá proceder en la siguiente forma:

- Leer el libro de novedades, a lo menos los dos últimos turnos, para conocer lo ocurrido en la operación de la subestación. Consultar y aclarar las dudas sobre lo allí anotado.
- Tomar conocimiento de las solicitudes de desconexión y de los permisos de trabajo vigentes y en trámite.
- Revisar los cuadros de alarmas y relés de protección, especialmente de los equipos en servicio, requiriendo información sobre aquellos que estén operados.
- Firmar el libro de novedades en señal que recibe conforme la información relevante de la operación y que asume desde ese instante la responsabilidad del turno.
- Una vez recibido el turno, continuar con la revisión en detalle de la información anotada en el libro de anomalías y otros registros establecidos en cada anotación.
- Siempre que sea posible, se recomienda que el Operador que entra al turno haga un recorrido por las instalaciones para observar en terreno el estado de los equipos, estén o no en servicio.

10. Consignaciones

Mediante este procedimiento, se ejecuta el programa de mantenimiento y tiene como finalidad controlar los indicadores de calidad de todos y cada uno de los circuitos que conforman el sistema. La solicitud de consignación debe ser dirigida al centro de control, quien aprobará o no la solicitud, El diligenciamiento de este es de acuerdo al instructivo de solicitud de consignaciones

11 Tipos de Mantenimiento en Redes Eléctricas

El mantenimiento en redes eléctricas es aquella acción por medio de la cual se busca mejorar ciertos aspectos relevantes como la seguridad, confiabilidad, productividad, etcétera en los equipos y elemento que conforman la red eléctrica de DISPAC. Existen cuatro tipos de mantenimientos:

Preventivo o planificado: Es toda actividad que se realiza en redes eléctricas con el propósito de mantener en funcionamiento el sistema, evitado averías o fallas imprevistas. Este sistema consiste en predecir y planificar la intervención en equipos y elementos, esperando afectar lo menos posible la prestación del servicio y previniendo una parada repentina.

Considerando que en un sistema eléctrico son muchas las variables de fallas, se considera que un claro inconveniente es la dificultad de prever cuándo debe realizarse la acción preventiva a los elementos. Para ello es necesario realizar inspecciones visuales, análisis de fallas menores, análisis a eventos históricos, Revisión de la vida útil de los equipos, etc.

Una fuente para la programación de mantenimiento preventivo se fundamenta en la realización de termografías en las redes la cual consiste en medir del calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Estos resultados permiten detectar temperaturas de funcionamiento elevadas, conexiones sueltas o deterioradas, descompensación de fases (circuitos sobrecargados, desequilibrios de carga), mal aislamiento y/o interruptores defectuosos. La inspección termográfica se debe realizar durante los periodos de máxima demanda del sistema.

Predictivo: Este está muy ligado con el mantenimiento preventivo ya que consiste en medir el desgaste de los elementos para sustituirlos en cuanto muestran síntomas que predicen el fallo, antes de que se llegue a materializar la avería. Es común utilizar ciertos métodos o técnicas de revisión tales como la termografía, diagnóstico por vibraciones y ruidos, medidas eléctricas (como el aumento del consumo o pérdidas).

Este sistema muy óptimo en cuanto a fiabilidad, porque permite saber con certeza que elemento debe ser sustituido, sin embargo, se vuelve laborioso medir todos los elementos que pueden fallar en un sistema más aún porque las condiciones de trabajo de cada equipo o elemento pueden ser distinta según las condiciones ambientales o los sobreesfuerzos a los que pueda verse sometido.

Correctivo: Es la corrección o reparación de las averías o fallas. Cuando éstas se presentan, es habitual u obligatorio la reparación del elemento fallado ya que el proceso de continuidad del servicio se ha visto afectado.

Proactivo: esta clase de mantenimiento están asociados a los principios de colaboración, sensibilización, solidaridad, trabajo en equipo, etc. de tal forma que quienes estén directa o indirectamente involucrados, deben estar al tanto de los problemas de mantenimiento. Cada uno, desde su rol, debe ser consciente de que deben responder a las prioridades del mantenimiento de forma eficiente y oportuna.

Para la empresa de energía del Chocó, los mantenimientos para redes eléctricas consisten en:

11.1 Mantenimiento Preventivo en Redes

Limpieza: Limpieza manual (con tela) o con chorro de agua de todos los elementos que integren el sistema eléctrico, tales como aisladores que tengan alta contaminación de polvo o productos químicos, Retenidas, pararrayos, cajas Cortocircuitos, etc.

Conservación de servidumbre y distancias de seguridad: Poda de árboles y corte de malezas, arbustos y toda vegetación en general del área de servidumbre de todas las redes eléctricas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Mantenimiento Transformadores y Reconectores: consiste en realizar las siguientes pruebas y verificaciones:

- a) Inspección visual al estado de la Pintura en general.
- b) Verificación de anclaje al poste o soporte.
- c) Verificación de conexiones a tierra.
- d) Verificación de niveles de aceite.
- e) Inspección válvula de seguridad de sobrepresión.
- f) Hermeticidad.
- g) ajuste de tornillería y terminales de puesta a tierra y verificación de conectores
- h) Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
- i) Corrección de fugas de aceite.

11.2 Mantenimiento Predictivo en Redes

En transformadores:

- a) Inspección visual de todos los transformadores
- b) Termografía
- c) Medición de la resistencia óhmica de los devanados
- d) Medición y análisis de carga del transformador
- e) Medición y análisis de Calidad de la Energía.

En conductores:

- a) Termografía de los terminales Premoldeados y conexiones.
- b) Verificación del nivel de asilamiento de los tramos de cable XLPE.
- c) Medición de los sistemas de Puesta a Tierra.

En celdas de Corte, Seccionadores y Protección.

- a) Inspección visual de todo el sistema
- b) Termografía
- c) Limpieza de las partes metálicas y elementos aislantes
- d) Lubricación de las partes móviles
- e) Pruebas mecánicas
- f) Disparo automático con fusible
- g) Verificación de: puntos de contacto, elementos aislantes y sistema de extinción de arco.

11.3 Mantenimiento Correctivo

- a) Cambio de Conductores (por ruptura, desgaste de aislamiento).
- b) Desmontaje transformador (quemados, por pérdida de aceite, etc).

- c) Cambio de poste (partidos).
- d) Cambio de crucetas (partidas)
- e) Cambio de Fusibles (quemados)
- f) Cambio de protecciones tales como descargadores o pararrayos, cortacircuitos e interruptores (quemados o averiados).

12 Procedimientos Operativos en Redes Eléctricas

Dentro de las funciones a ejecutar por el grupo de redes, a continuación, se describen protocolos de ejecución de algunas actividades con el objetivo de minimizar el grado de accidentalidad y garantizar un trabajo seguro.

Lo primero que se debe tener en cuenta para realizar un trabajo seguro en DISPAC es:

Conocer la topología de las redes. Se recomienda que en cada grupo o cuadrilla que intervenga las redes eléctricas del Chocó, se integre por lo menos una persona que conozca la topología de las redes eléctrica lo cual permitirá prever situaciones

El grupo de redes es el encargado de mantener y operar las redes desde el terreno siguiendo las instrucciones no solo del Centro de operación sino guiados por un ingeniero de turno que es la persona que garantiza que se cumpla el protocolo de seguridad previo a cada actividad.

Un procedimiento para realizar un trabajo seguro, se basa inicialmente en el uso de los elementos de protección personal los cuales todo trabajador debe conocer, mantener e identificar las condiciones en las cuales se requiere su uso.

Cabe resaltar que los Elementos de Protección Personal (EPP) no evitan el accidente o el contacto con elementos agresivos pero ayudan a que la lesión sea menos grave.

Algunos de los elementos de Protección Personal son:

- Casco de seguridad
- Gafas de seguridad
- Guantes dieléctricos
- Botas de seguridad dieléctricas

Para realizar trabajos a una altura mayor de 1.8 metros sobre el nivel del piso se debe usar arnés de seguridad completo:

- Casco con barbuquejo
- Mosquetones y eslingas
- Línea de vida

Antes de realizar algún trabajo en altura, todos los Elementos de Protección Personal deben ser inspeccionados. Cada equipo deberá tener una hoja de vida en la cual se registren los datos de cada inspección. Bajo ninguna circunstancia

debe permitirse el uso de algún equipo defectuoso, éste deberá ser retirado inmediatamente.

Las personas que van a realizar trabajo en altura deben recibir entrenamiento sobre el uso y mantenimiento sobre el equipo de protección personal.

Dentro de las actividades de operación y mantenimiento se tiene:

12.1 Cambio o instalación de fusibles

Para la instalación de estos elementos de protección de sobre corriente, se debe seguir el siguiente protocolo:

1. Informar y solicitar autorización al centro de control y maniobras para intervenir el elemento y/o equipo. Consiste en informar y solicitar al centro de control, la suspensión del servicio en el elemento de corte ubicado previo al punto de trabajo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
4. Haciendo uso de la pértiga, retirar la caja porta fusible y cambiar el fusible.
5. Realizar la instalación de la caja porta fusible en la caja cortacircuitos.
6. Ejecutar una inspección visual del estado de redes asociados al punto de trabajo.
7. Informar al centro de control las novedades y solicitar la energización de la red.

12.2 Cambio o instalación de Pararrayos y/o cajas Cortacircuitos

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo. Consiste en informar y solicitar al centro de control, la suspensión del servicio en el elemento de corte ubicado previo al punto de trabajo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las (5) reglas de oro. Consistente en cumplir con el protocolo de seguridad para la intervención de redes desenergizadas

4. Ascender a poste, en este instante solo debe subir la persona que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
5. Retirar del pararrayo y/o Caja cortocircuito afectado si se trata de un cambio de equipo, e instalar el nuevo y descender de la estructura.
6. Retirar las puestas a tierra aguas arriba y aguas abajo.
7. Ejecutar una inspección visual del estado de redes asociados al punto de trabajo.
8. Informar al centro de control las novedades y solicitar la energización de la red.

12.3 Cambio de Aisladores en Media y Baja Tensión

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo. En el caso que se trate de un cambio en media tensión, se debe hacer apertura de seccionamientos en media tensión previo al punto de trabajo, sin embargo, si es en baja tensión, solo es necesario realizar apertura del transformador a intervenir.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
4. Realizar ascenso del personal que cuente con el trabajo seguro en alturas vigente, e inmediatamente éste se encuentre asegurado, se procede a retirar el elemento averiado si se trata de cambio.
5. Con la ayuda de un personal en tierra o ayudante el cual debe usar los elementos de protección personal y por medio de un aparejo de poleas se realiza el descenso del elemento averiados y se realiza el ascenso de los elementos que serán instalados.
6. Retirar los aparejos y elementos utilizados para el ascenso de los elementos instalados y posterior a este realiza el descenso del personal.
7. Retirar las puestas a tierra aguas arriba y aguas abajo.
8. Ejecutar una inspección visual del estado de redes asociados al punto de trabajo.
9. Informar al centro de control las novedades y solicitar la energización de la red.

12.4 Cambio o Instalación de Transformador

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
4. Realizar ascenso del personal que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
5. Si se trata de un cambio de equipo de transformación, desconectar las bajantes de las cajas cortacircuitos al transformador, desconectar la red de baja tensión y todos los puntos de conexión a tierra del transformador.
6. Por medio de carros grúa o aparejos, asegurar el equipo mientras se sueltan los collarines e Iniciar el retiro del transformador.
7. Iniciar el Ascenso del transformador y asegurarlo con collarines.
8. Conectar todos los puntos de conexión tales como: Tierra del transformador, bornes de baja tensión y bornes de media tensión del transformador.
9. Retirar los elementos utilizados y realizar el descenso del personal en alturas
10. Retirar las puestas a tierra aguas arriba y aguas abajo.
11. Ejecutar una inspección visual del estado de redes asociados al punto de trabajo.
12. Informar al centro de control las novedades y solicitar la energización de la red.

12.5 Montaje de estructuras en Media y Baja Tensión

Este procedimiento está muy ligado al cumplimiento de las normas técnica de cada empresa, que para el caso se siguen las normas de Empresas Públicas de Medellín (Normas EPM) la cual no solo indica el tipo de materiales a utilizar si no también el tipo de estructura o vestida requerida de acuerdo a la necesidad.

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo. En el caso que se trate de un cambio en media tensión, se debe hacer apertura del seccionamiento en media tensión previo al punto de trabajo, sin embargo, si es en baja tensión, solo es necesario realizar apertura del transformador a intervenir.

1. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
2. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
3. Realizar ascenso del personal que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
4. Subir el equipo necesario (aparejo de Poleas o grúas) para realizar el desmonte y montaje de los elementos a instalar o cambiar.
5. Proceder con la instalación de la estructura en media tensión, fijando las diagonales y la cruceta mediante pernos al poste de acuerdo a la norma técnica a cumplir, se recomienda que para efecto de minimizar tiempos en suspensión (si de ello se trata,) la estructura se arme previamente en el suelo.

Para el caso de montaje de estructuras en red de baja tensión, luego del punto 4, se procede con la instalación de la estructura en baja tensión la cual consiste en la fijación de las perchas mediante pernos al poste.

6. Terminado el montaje de las estructuras, retirar los aparejos y elementos utilizados para el ascenso de los elementos instalados y descender de la estructura bien sea haciendo uso de las escaleras, la cual debe certificada para tal fin, aparejos o grúa.
7. Desinstalar las puestas a tierra.
8. Ejecutar una inspección visual del estado de redes asociados al punto de trabajo e Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas, que el personal está en el piso.
9. Energizar las redes eléctricas.

12.6 Instalación de Retenidas (Vientos) en Alta, Media y Baja Tensión

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir la red eléctrica. Consiste en informar y solicitar al centro de control, la suspensión del servicio en el elemento de corte ubicado previo al punto de trabajo. Para

el caso de alta tensión se refiere suspensión en la línea de transmisión haciendo necesario aterrizar la línea en ambos extremos, si es en media tensión se realiza apertura del seccionamiento previo al punto a intervenir y si se trata de una retenida en baja tensión se suspende el equipo de transformación.

2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las (5) reglas de oro. Consistente en cumplir con el protocolo de seguridad para la intervención de redes des-energizadas.
4. Ascender a poste, en este instante solo debe subir la persona que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
5. Se recomienda que previo a la suspensión del servicio e inicio de los trabajos en altura, se arme la retenida con su respectivo aislador tensor en el piso, de forma que cuando se instale en la parte superior del poste quede listo para ser tensionada.

De igual manera, se debe realizar el hueco para la instalación de la retenida con una profundidad de 1,7 metros y un diámetro de 30 centímetros, ubicar la vigueta y la varilla de anclaje en la parte inferior del hueco y proceder al llenado con tierra o cimentación.

6. Subir el equipo necesario (aparejo de Poleas) para realizar el ascenso del elemento y las herramientas necesarios para ejecutar la actividad.
7. Asegurar el Cable, mediante grapas prensa hilos de tres tornillos en la parte superior del poste y descender los elementos sobrantes o innecesarios.
8. Realizar el descenso del personal operativo.
9. Sujetar el cable (ACSR) mediante la agarradora e instalar el polipasto de cadena, de un extremo a la varilla de anclaje y del otro extremo a la agarradora o templadora.
10. Tensionar el conductor mediante la manivela que tiene el polipasto, hasta el punto donde el cable este bien templado.
11. Instalar el guardacabo en el ojo de la varilla de anclaje de tal forma que el cable (ACSR) quede haciendo presión al guardacabo contra la varilla de anclaje.
12. Instalar la grapa prensa hilo de tres tornillos y apretar hasta obtener un torque suficiente.
13. Desinstalar el polipasto y la agarradora.

10. Ejecutar una inspección visual del estado de redes asociados al punto de trabajo e Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas.
11. Realizar el retiro del sistema de puestas a tierra.
12. Energizar la red eléctrica.

12.7 Tensionado de líneas en Alta, Media y Baja Tensión

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
4. Realizar ascenso del personal que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
5. Con la ayuda del personal en tierra o ayudante el cual debe usar los elementos de protección personal y por medio de un aparejo de poleas, realiza el descenso del elemento averiados y el ascenso de los elementos que serán instalados tales como cables, aisladores herrajería, herramientas y demás elementos necesarios para el desarrollo de la operación.
6. Sujetar el cable mediante la agarradora e instalar el polipasto de cadena, de un extremo a la cruceta y del otro extremo a la agarradora o templadora.
7. Proceder a realizar el tensionado del conductor mediante la manivela que tiene el polipasto, hasta el punto donde el conductor este bien templado. En esta operación se debe tener cierto cuidado que la línea no supere cierto grado de tensión ya que con mucha facilidad se puede romper.
8. Realice el amarre de la línea mediante la grapa de retención tipo pistola, asegurándola con los tornillos y realizando un bucle y entizando con aluminio sobre el mismo conductor.
9. Suelte el polipasto de la agarradora y asegúrelo a la polea para su descenso.
10. Retire la agarradora y demás elementos asegurándolos a la manila y retírelos con cuidado de no afectar al ayudante en tierra.

11. Descender de la estructura siguiendo el protocolo de seguridad para trabajos en altura.
12. Desístate las puestas a tierra aguas arriba y aguas abajo.
13. Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas y que el personal está en el piso.
14. Realizar el retiro del sistema de puestas a tierra.
15. Energizar las redes eléctricas inmediatamente se haya recibido confirmación por parte del centro de Control.

12.8 Procedimiento Cambio de bajantes de baja tensión.

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
4. Realizar ascenso del personal que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
5. Subir el equipo necesario (aparejo de Poleas o grúa) para realizar el ascenso y descenso de materiales y equipos.
6. Desconectar de la red de baja tensión, el bajante soltando el conector doble perno, y soltar de los bornes de baja tensión el bajante.
7. Conectar el bajante nuevo en los bornes del transformador y luego a la red de baja tensión mediante conector Bimetálico doble perno.
8. Retirar los aparejos y elementos utilizados para el ascenso de los elementos instalados.
9. Realizar Descenso del personal en alturas.
10. Realizar el retiro del sistema de puestas a tierra.
11. Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas y que el personal está en el piso.
12. Energizar el equipo que está en indisponibilidad.

12.9 Instalación de Estribos en Baja Tensión

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Aplicar las cinco (5) reglas de oro.
4. Realizar ascenso del personal que cuente con el permiso de trabajo seguro en alturas vigente.
5. Subir el equipo necesario (aparejo de Poleas o grúa) para realizar el ascenso y descenso de materiales y equipos.
6. Subir los estribos y los conectores bimetálicos mediante el ayudante y la polea.
7. Instalar el primer estribo en el neutro de la red de baja tensión, a una distancia de 30 centímetros del aislador de carrete, fijándolo mediante el conector bimetálico de un perno en los extremos, repetir esta actividad en las otras fases de la red de baja tensión.
8. Descender el equipo utilizado para realizar el ascenso de elementos (herramientas y materiales)
9. Realizar el descenso de acuerdo con el trabajo seguro en alturas.
10. Realizar el retiro del sistema de puestas a tierra.
11. Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas y que el personal está en el piso y energizar el equipo de transformación.

12.10 Balanceo de Cargas

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo.
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Realizar la medición en los bornes de baja tensión del transformador, con la pinza voltiamperimétrica, abrazando el cable de la bajante de la fase 1 con la tenaza de la pinza, realizar este procedimiento para las demás fases.

4. Identificar la fase que se encuentra con mayor carga y la que se encuentra con menor carga.
5. Teniendo las fases identificadas iniciar a realizar la reubicación de las fases de las acometidas de los usuarios, iniciando por las acometidas monofásicas y luego las bifásicas.
6. Realizar la medición nuevamente de las bajantes del transformador y si está balanceado finaliza el procedimiento, de lo contrario se repite el procedimiento hasta que se logre balance en las fases.
7. Realizar el descenso del personal en alturas
8. Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas y que el personal está en el piso.

12.11 Hincada, plomado o alineado de postes

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo.
2. Todo el personal relacionado con las tareas a ejecutar debe utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. En aras de minimizar los tiempos de indisponibilidad del servicio (si se requiere), se debe realizar la apertura de un hueco de 1,4 metros de profundidad por 30 centímetros de diámetro para postes de ocho metros o 1,80 metros por 30 centímetros de diámetro para postes de 12 metros, utilizando una ahoyadora.
4. Descargar con ayuda de una grúa la parte inferior sobre el eje central del hueco, de forma tal que este se deslice hacia el interior del mismo y llegue al fondo.
5. Girar el poste de forma tal que los huecos queden en la dirección de la red en caso de ser red abierta, o en forma perpendicular cuando la red es compacta, para el caso de postes de 12 metros. Para el caso de postes de ocho metros los huecos deberán ir siempre perpendiculares al sentido de la red.
6. Plomar el poste utilizando la misma tierra que se sacó del hueco o concreto se tapa el hueco restante y se asegura el poste.
7. Pisar la tierra de forma uniforme para que le de firmeza a la base del poste e impida que este se incline luego.

8. Informar al centro de control que las actividades han sido ejecutadas.

12.12 Toma o registro de información de Transformadores.

1. Informar y solicitar autorización al centro de control para intervenir el elemento y/o equipo. (esta actividad no requiere suspensión del servicio a menos que se trate de toma de medida de resistencia)
2. Utilizar los Elementos de Protección Personal.
3. Seleccionar la parte en la que queremos realizar la medición (Voltímetro, amperímetro, Óhmetro).
4. Comprobar que las puntas estén en los terminales de multímetro de manera correcta.
5. Seleccionar el valor más alto de la escala que se quiere medir, con el selector.
6. Conectar las puntas en el lugar adecuado del circuito o resistencia.
7. Si se requiere medir resistencia el circuito debe estar desenergizado, en cambio si se desea medir voltaje el circuito debe estar energizado y colocar el multímetro en paralelo con el componente donde se desea medir el voltaje (V) y si es desea obtener corriente el multímetro debe conectarse en serie con el componente donde se desea saber la magnitud de la corriente (A).

13 Procesos de Maniobra

Un proceso de maniobras contempla las siguientes etapas sucesivas:

- a) Planificación de la maniobra: en esta etapa se define la maniobra a realizar, consistente en el cómo y cuándo se debe realizar, y que resultado se espera de ella.
- b) Prever posibles resultados adversos: se trata de considerar las posibles situaciones que podrían afectar el desarrollo de la actividad durante el proceso.
- c) Ejecutar la maniobra: Previo a la ejecución de los trabajos, se debe confirmar con el centro de control y maniobrar que el elemento a maniobrar sea el adecuado.
- d) Controlar el Resultado: Consiste en verificar el debido cumplimiento de la actividad que se quería realizar.

14 Protocolo de Seguridad para el Mantenimiento y Reposición de Redes Eléctricas en DIPAC

Para la ejecución del mantenimiento y reposición en las redes eléctricas de DISPAC se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones de seguridad:

1. Todo trabajo eléctrico deberá estar soportado por un permiso de trabajo que deberá ser solicitado al inicio y cerrado al finalizar las labores correspondientes.
2. Todo trabajo eléctrico que requiera suspensión, deberá cumplir con las 5 reglas de oro. Cabe resaltar que, DISPAC no cumple con los requisitos mínimos de seguridad para trabajos con tensión.
3. Todo trabajo en una instalación eléctrica sólo podrá ser realizado por personal calificado y autorizado, y estos no podrán cargar con ningún objeto metálico tal como joyas, pulseras, cadenas u otros elementos conductores durante la ejecución de su labor.
4. Todo el personal operativo todos los días, deberá revisar el estado de los elementos de protección personal y de las herramientas, antes de salir al terreno. Si estos sufren alguna fisura no podrán continuar con las tareas hasta tanto no sean reemplazados.
5. Todo el personal operativo deberá utilizar los elementos de protección personal tales como Casco dieléctrico, guantes de protección de acuerdo al trabajo a realizar, botas dieléctricas, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, careta de protección facial, cinturón de seguridad, arnés, líneas de tierra, linterna, pinza voltiamperimétrica, tapones auditivos, conexiones a tierra portátiles así no este designado para trabajar en alturas
6. Vestir ropa de trabajo sin elementos conductores y de materiales resistentes al fuego de acuerdo con las especificaciones técnicas emitidas por Salud Ocupacional.
7. En caso de tormentas eléctricas, los trabajos serán suspendidos, retirando al personal del área hasta que las condiciones atmosféricas vuelvan a ser favorables.
8. El área de objetivo de trabajo, deberá estar señalizada desde el principio hasta el fin, siendo estos los últimos elementos a retirar.

9. Todos los elementos a utilizar deberán ser dieléctricos, y en todo caso de debe evitar que estos se encuentren húmedos a la hora de la ejecución de los trabajos.
10. Todo trabajo eléctrico deberá ser realizado mínimo por dos personas.
11. Cada actividad a ejecutar deberá ser planificada previo a su inicio y socializada con todo el personal, de forma que durante todo el trabajo se mantengan las condiciones mínimas de seguridad.

15 Conclusión

Este trabajo es de gran importancia para la operación y el control del sistema Eléctrico en el Chocó ya que el proceso la investigación e interacción con el personal operativo de la empresa, además de generar expectativas de mejoras en su labor diaria, representa una parte importante permitiendo conocer el centro de la problemática el cual se aclara e integra en este documento.

La elaboración de este documento permite visualizar, detectar y explicar en forma detallada algunos requisitos y obligaciones que se deben cumplir regulatoriamente, lo cual es de gran importancia para minimizar sanciones y accidentes.

El desarrollo de este manual cumple con las necesidades para la operación y mantenimiento en las redes eléctricas del Chocó, debido a que optimiza los procesos, de recepción de información y control en la operación, así como también agiliza la elaboración de informes, obteniendo como resultado un mejor desempeño en las labores, una mayor calidad y eficiencia en el servicio.

15 Referencias

1. <http://www.cno.org.co/>
2. <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>
3. <http://es.slideshare.net/farnebar70/ntc-2050-codigo-elctrico-colombiano>
4. Manuales propios de cada equipo y elementos que hacen parte del sistema eléctrico.
5. Resolución CREG 070 de 1998
6. Resolución CREG 097 de 2008
7. Manual del Sistema Local de Consignaciones SLC y el Procedimiento de Consignaciones de DISPAC
8. Bitácora de la Subestación Huapango y el CSM
9. Manual de Operación del Sistema de Calidad de la Potencia
10. Manual de Mantenimiento para Subestaciones DISPAC
11. Manual de Mantenimiento para Redes DISPAC
12. Manual de Operación Sistema de Supervisión y Control Sienco